

**А. А. Костин, П. Е. Мезенцев, В. П. Обоскалов**  
**ФГБУН «Институт теплофизики Уральского отделения Российской акаде-**  
**мии наук»**  
**(г. Екатеринбург, Россия)**

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В КОНТЕКСТЕ РАЗРАБОТКИ СИПРЭ РЕГИОНОВ**

В настоящее время, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» субъектами РФ выполняется разработка схем и программ перспективного развития электроэнергетики (Далее - СИПРЭ). Зачастую региональные органы власти прибегают к помощи проектных организаций для выполнения данной работы [1]. В ходе разработки СИПРЭ приходится сталкиваться с рядом проблем, связанных с принятием решения в условиях неопределенности и риска. На практике, основу выполнения подобных работ составляет экспертный анализ с применением программных комплексов расчета установившихся и переходных электрических режимов. При этом проблема фактора неопределенности в процессе принятия решения крайне актуальна. Например, какое техническое решение будет наиболее рациональным с учетом текущего состояния ЭЭС региона и перспектив его развития. Кроме того, нужно отметить, все больший интерес в электроэнергетике РФ к использованию объектов малой генерации как одному из возможных технических решений для ликвидации проблемы локального дефицита мощности в энергорайоне ЭЭС. В контексте рассматриваемой задачи в качестве объектов малой генерации рассматриваются газотурбинные и газопоршневые установки. В данной статье рассмотрен вариант использования малой генерации с применением методов теории нечетких множеств и теории принятия решений в условиях неопределенности. В качестве примера была выбрана энергосистема города Салехарда, так как она представляет собой автономную систему электроснабжения (изолированную от ЕЭС Российской Федерации), что наиболее интересно в рамках анализа перспектив использования малой генерации.

В настоящее время электроснабжение потребителей города Салехарда осуществляется от пяти автономных источников: ДЭС-1; ДЭС-2; ГТЭС-1; ГТЭС-2 и ТЭС-14. Главными центрами питания Салехарда являются ПС 35 кВ Дизельная, Турбинная и Центральная. В настоящее время загрузка данных ПС в значительной степени возросла в связи с постоянным ростом электрических нагрузок и подключением новых потребителей [2].

Большое влияние на качество и надежность электроснабжения потребителей города Салехарда влияет текущее физическое состояние и износ электрических сетей. По состоянию на середину 2015 года, протяженность ЛЭП 6 кВ составляет 146 км, ЛЭП 0,4 кВ – 237 км. Основным собственником сетей является МП «Салехард-энерго», но 79,8 км ЛЭП 0,4 кВ являются бесхозными.

МП «Салехардэнерго» выполняет огромную работу по перспективному развитию ЭЭС города Салехарда, однако рост электропотребления опережает темпы модернизации сетей.

Ввод новых крупных потребителей электрической энергии приводит к повышению частоты повреждений воздушных и кабельных линий. Вследствие аварийных ситуаций, связанных с отключением сетевых элементов, возможен недоотпуск электрической энергии потребителям. Применение многочисленных кабельных муфт и контактных соединений в ходе восстановительных работ приводит к увеличению потерь в сетях.

При этом отмечается, что в северной и центральной части Салехарда срок эксплуатации ВЛ 6 кВ и 0,4 кВ составляет 30 лет и более. В этих районах большое количество аварийных ситуаций обусловлено высокой степенью износа электросетевого оборудования, например, в соответствии с отчетной информацией суммарное время, затраченное на устранение аварийных ситуаций, связанных с высокой степенью износа воздушных линий 0,4 кВ в 2009 году составило 294,2 часа, 6 кВ – 52,15 часов. По результатам мониторинга текущего состояния электросетевого оборудования МП «Салехардэнерго» выявлены многочисленные факты обрыва проводов, вследствие высокой степени физического износа и несоответствия действующим нагрузкам. На рисунке 1 приведен прогноз собственного максимума электрической нагрузки до 2020 года в соответствии с разработанной схемой развития электроснабжения города Салехарда до 2020 года [2].

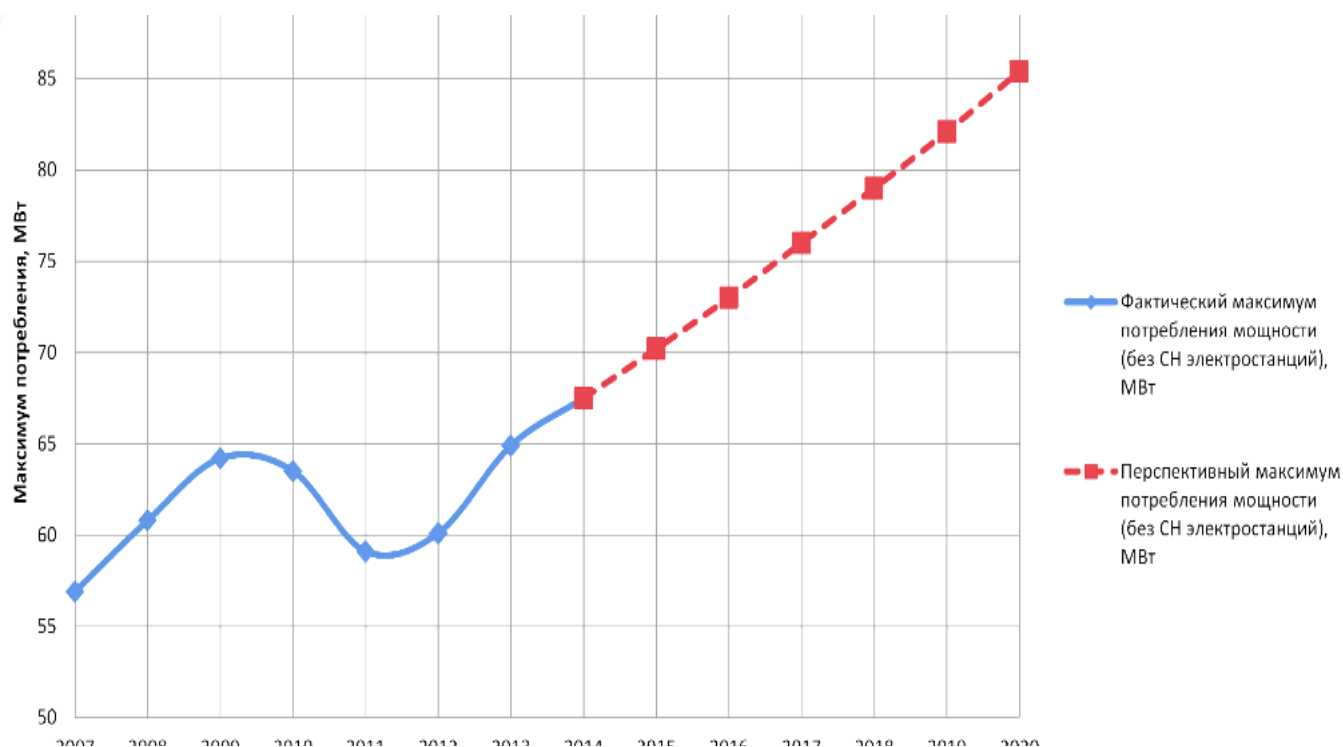


Рисунок 1 – Прогноз максимума электрической нагрузки Салехардского энергоузла до 2020 года

Планами СиПРЭ ЯНАО на период 2016-2020 годы намечено присоединение ЭЭС города Салехарда к сетям ОАО «Тюменьэнерго» путем сооружения ПС 220 кВ Салехард и ВЛ 220 кВ Надым-Салехард протяженностью около 300 км. В данной статье предлагается рассмотреть альтернативный сетевому строительству вариант локальной установки генерирующих источников для ликвидации «узких мест» ЭЭС города Салехарда с определением места установки на основе использования теории нечетких множеств и принятия решения в условиях неопределенности [3].

В соответствии с методом «выделения зон влияния электростанций и энергоузлов» была подготовлена математическая модель. Данный метод позволяет математически искусственно распределить крупные узлы нагрузки по электростанциям (центрам питания) с учетом заранее заданных критериев предпочтения потребителей и соответствия электростанций (центров питания) данным критериям. Данный подход может применяться при решении задач оптимального развития энергосистем, а именно при определении маршрута сетевого строительства, оценке необходимости усиления сети с учетом перспективного роста нагрузок, ввода и демонтажа генерирующего оборудования в конкретном энергорайоне. Детальное описание ме-

тодики «выделения зон влияния электростанций и энергоузлов» представлено в источнике [4]. Далее приведена форма представления входной информации, и выводы по результатам расчетов в соответствии с методикой выделения «зон влияния электростанций и энергоузлов». Сами расчеты не приводятся по причине их большой размерности, что в рамках данной статьи привело бы к превышению допустимого объема.

Пусть  $X = \{x_1, x_2, x_3, x_4\}$  – множество крупных предприятий потребителя, на которых намечается рост электропотребления, для простоты отдельные потребители были объединены по фактору территориальной близости;

$Z = \{z_1, z_2, z_3, z_4\}$  – множество генерирующих объектов, а именно:  $z_1$ – ДЭС-1;  $z_2$ – ДЭС-2;  $z_3$ – ТЭС-14;  $z_4$ – объединенное множество ГТЭС-1 и ГТЭС-2, по причине их территориальной близости, примерно одинаковой установленной электрической мощностью 15,4 МВт и 12 МВт, аналогичными технологическими особенностями работы ГТЭС и одинаковым сроком эксплуатации.

$Y = \{y_1, y_2, y_3, y_4\}$  – множество признаков, по которым будет формироваться реализация наиболее рационального в интересах обеспечения надежного электроснабжения предприятий потребителя решения:  $y_1$  – установленная мощность электрической станции;  $y_2$  – территориальная близость к генерирующему объекту,  $y_3$  – низкая степень физического износа оборудования,  $y_4$  – затраты на сооружение (при увеличении мощности генерации в конкретной части энергоузла).

В ходе применения методики «выделения зон влияния электростанций и энергоузлов» Салехардский энергоузел был разбит на зоны, представленные на рисунке 2. По результатам была выявлена целесообразность установки дополнительной генерирующей установки в районе зоны ТЭС-14 (Зона №3). При этом отмечена необходимость вывода в демонтаж ДЭС-1 (Зона №1) и ДЭС-2 (Зона №2) по причине высокой степени их физического износа. В районе зоны №4 увеличение генерирующей мощности при текущем электропотреблении не требуется.

Реализация предлагаемого технического решения, локальной установки генерирующего источника в конкретной части энергорайона, позволит:

- обеспечить режимные параметры в области допустимых значений;
- снизить вероятность нарушения электроснабжения потребителей ЭЭС;
- обеспечить возможность подключения новых потребителей электрической энергии;
- сократить приведенные затраты на реализацию мероприятий сетевого строительства, особенно на территориях неблагоприятного климата.

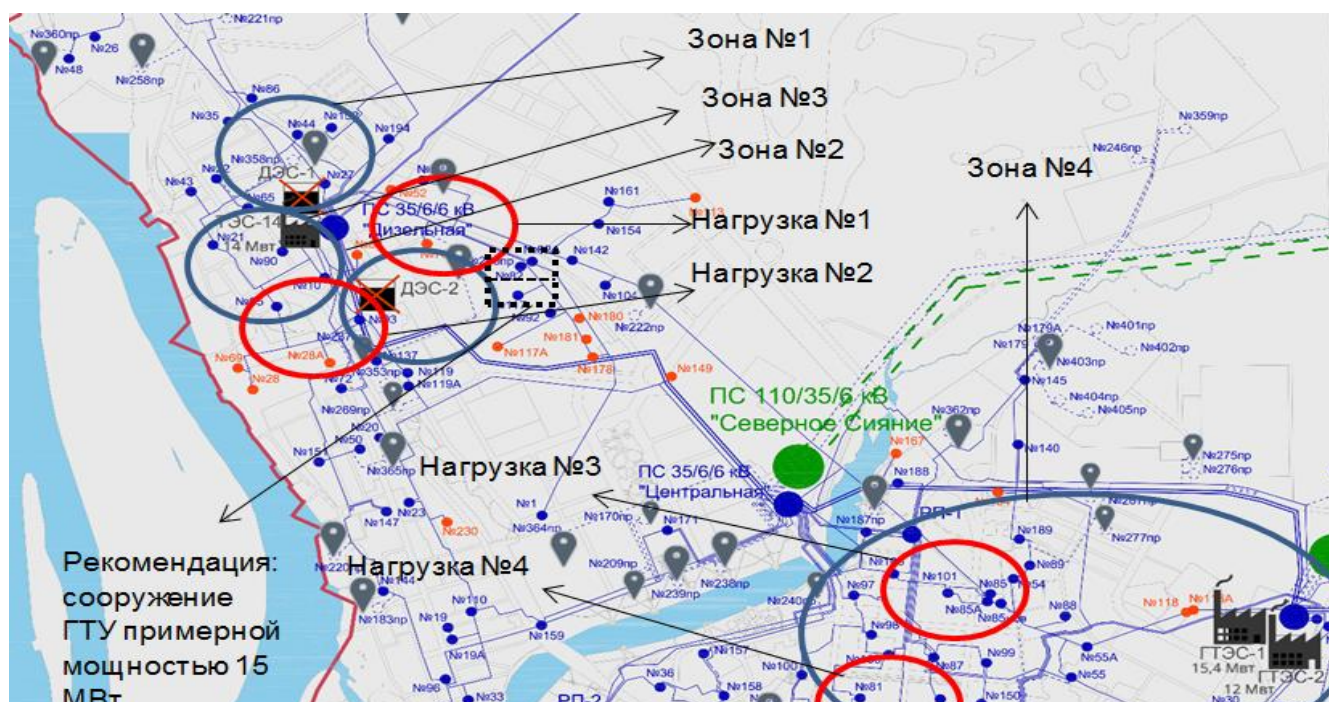


Рисунок 2 – Перспективная карта-схема Салехардского энергоузла с указанием «зон влияния электростанций и энергоузлов»

Таким образом, в ходе выполнения разработки СИПРЭ регионов целесообразно уделять дополнительное внимание рассмотрению возможных вариантов, связанных с использованием объектов малой генерации как возможной альтернативе сетевому строительству.

#### Список использованных источников

1. Постановление Правительства РФ от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (с изменениями и дополнениями).
2. Схема перспективного развития электроснабжения города Салехарда до 2020 года.
3. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2016 – 2020 годов.
4. Мызин А.Л., Костин А.А., Ананичева С.С., Мезенцев П.Е. Методика выделения «зон электростанций» в задачах развития энергосистем / «Электроэнергетика глазами молодежи». Науч. труды Всеросс. науч-техн. конф.; Екатеринбург: изд. УрФУ, 2012. – Т.1, с.617 – 622.